VISIT…

LANZAROTE Caliente.COM

Министерство общего и профессионального образования
Российской Федерации

НОВОСИБИРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ

===

621.311
Т 381

В.С. ЛАРИОНОВ, Г.В. НОЗДРЕНКО,
П.А. ЩИННИКОВ, В.В. ЗЫКОВ

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ЭНЕРГОБЛОКОВ ТЭС

УЧЕБНОЕ ПОСОБИЕ

НОВОСИБИРСК
1998

621.311.22.003.13 (075.8)

Ларионов В.С., Ноздренко Г.В., Щинников П.А., Зыков В.В. Технико-экономическая эффективность энергоблоков ТЭС: Учеб. пособие. - Новосибирск: Изд-во НГТУ, 1998. - 31 с.

ISBN 5-7782-0230-X

В учебном пособии представлена методика оценки технико-экономической эффективности энергоблоков ТЭС и дается необходимая информация. Приведен алгоритм выбора наивыгоднейшего варианта технологического профиля энергоблока при проектировании ТЭС в условиях новых экономических отношений и с учетом требований экологии. Все стоимостные показатели соответствуют среднему уровню мировых цен и приведены в долларах США. Поэтому предполагается их определение также и в рублях путем пересчета по действующему валютному курсу.

Табл. 16, список лит. 15 наим.

Под общей редакцией д-ра техн. наук, проф. Г.В. Ноздренко

Рецензенты: д-р техн. наук, проф. *М.А. Кувшинова*,
канд. экон. наук, доц. *А.И. Карпович*

Авторы выражают благодарность коллективам кафедры ТЭС и СУиЭЭ и рецензентам за оказанную помощь при подготовке рукописи к изданию.

Работа подготовлена на кафедре тепловых электрических станций

ISBN 5-7782-0230-X © Новосибирский государственный технический университет, 1998 г.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Стр.

ВВЕДЕНИЕ.......... 4

1. ОПРЕДЕЛЯ ЮЩИЕ ПРИНЦИПЫ ВЫБОРА СРАВНИВАЕМЫХ ВАРИАНТОВ.......... 4

2. ЗАТРАТЫ НА ТОПЛИВО.......... 9

3. КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЯ.......... 10

3.1. Котлоагрегат.......... 11
3.2. Паропроводы и газопроводы.......... 13
3.3. Технические системы.......... 13
3.4. Паровые и газовые турбоагрегаты.......... 15
3.5. Электрогенератор и электрооборудование.......... 17
3.6. Низкопотенциальная группа энергоблока.......... 18
3.7. Реакторы газификации.......... 19
3.8. Сетевая установка.......... 20

4. ЗАТРАТЫ.......... 22

4.1. Эксплуатационный и ремонтный персонал.......... 22
4.2. Системы очистки и газификации.......... 22
4.3. Экологическая инфраструктура.......... 23
4.4. Энерготехнологическое производство вторичной товарной продукции.......... 25
4.5. Удаление ТЭС от потребителей.......... 25
4.6. Резервные энергоблоки.......... 25

5 ПЕРЕМЕННАЯ ЧАСТЬ ПРИВЕДЕННЫХ ЗАТРАТ.......... 26

6. ПРИМЕР РАСЧЕТА.......... 26

6.1. Определение затрат на модернизацию.......... 27
6.2. Определение затрат в экологическую инфраструктуру.......... 27
6.3. Эффект модернизации.......... 28

Заключение.......... 29

Литература.......... 29

ВВЕДЕНИЕ

Оценка технико-экономической эффективности энергоблоков ТЭС и выбор наивыгоднейшего варианта является одним из необходимых этапов технико-экономического обоснования проекта ТЭС.

Проектирование (и даже модернизация) ТЭС в новых экономических условиях, с новыми экологически перспективными технологиями, с современным технологическим профилем, со сложными взаимосвязями в топливно-энергетическом комплексе является процессом, учитывающим всю совокупность влияющих системных факторов. В этих условиях обоснование наивыгоднейшего технологического решения (варианта) имеет решающее значение.

В настоящей работе изложены основные методические подходы к решению этой задачи.

Учебное пособие предназначено для студентов-дипломников специальности 1005 - тепловые электрические станции. Материалы могут быть также использованы магистрами, аспирантами и инженерами-теплоэнергетиками.

Введение, главы 1, 5, заключение подготовлены В.С. Ларионовым и Г.В. Ноздренко. Главы 2, 3, 4 подготовлены П.А. Щинниковым и В.В. Зыковым. Общая редакция выполнена Г.В. Ноздренко.

1. Определяющие принципы выбора сравниваемых вариантов

Главной задачей технико-экономических расчетов энергоблока ТЭС является определение такого сочетания термодинамических, расходных, конструктивных, компоновочных параметров и технологического профиля (как полной технологической схемы от топливоподачи до линий связей с энергопотребителями), при котором заданные объемы отпускаемой электрической, тепловой и химической (для энерготехнологических блоков) энергии обеспечиваются с минимальными затратами при выполнении всех внешних и внутренних ограничений на сооружение и функционирование ТЭС [1].

Определяющие подходы к оценке технико-экономической эффективности [2,3]

- Моделирование потоков продукции, ресурсов и денежных средств.
- Определение эффективности посредством сопоставления и соотношения предстоящих интегральных результатов и затрат с ориентацией на достижение требуемой нормы доходности на капитал.
- Приведение разновременных расходов и доходов к единообразным условиям их соизмерения.

По источникам образования инвестиции разделяются на две группы:

- *собственные*: финансовые ресурсы (прибыль, амортизационные отчисления, накопления, страховые выплаты, безвозмездные субсидии и ассигнования из бюджетов и фондов разных уровней, паевые взносы, средства от эмиссии долевых ценных бумаг), а также иной собственный капитал;
- *заемные*: различные по видам и форме кредиты, займы (в том числе облигационные займы, средства от эмиссии векселей и т.п.).

Выбор наивыгоднейшего варианта производится на основе приведенных (дисконтированных) затрат [2,3] при выполнении требований сопоставимости. В экономическом плане это означает одинаковость потока поступлений для всех сравниваемых вариантов, что позволяет перейти от максимизации прибыли к минимизации приведенных затрат.

Непременным условием сопоставления вариантов технологического профиля энергоблока является приведение к одинаковому энергетическому эффекту [1]. Это требование означает необходимость выравнивания вариантов по полезному отпуску в общем случае электроэнергии, теплоты и химической энергии, что вызывает введение соответствующих замещаемых электростанций, котельных и химических производств. Поэтому при выборе вариантов должны приниматься следующие положения.

1. Во всех вариантах принимаются равными номинальные мощности электрогенераторов. Изменение мощности собственных нужд энергоблока приводит к изменению мощности нетто и полезного отпуска электроэнергии, который компенсируется соответствующей электростанцией (при функционировании в энергосистеме). При варьировании параметров энергоблока предполагается возможность изменения мощности и производительности тепломеханического оборудования без нарушения постоянства мощности электрогенератора.

Соответственно приведенные затраты должны учитывать их приращение $\delta_N З_{ЗАМ}$, вызванное компенсацией недоотпуска потребителям энергоблока электроэнергии. Особенностью приведенных вариантов к одинаковому энергетическому эффекту является необходимость оп-

ределения показателей замещаемого энергоблока, который должен использоваться в режимах, аналогичных рассматриваемому. Если исследуемый, проектируемый энергоблок участвует в выработке основной энергии и покрытии пиков (путем форсировки, отключения ПВД и т.п.), то он вытесняет еще и пиковый энергоблок. Приведенные затраты должны учитывать их приращение $\delta_{\uparrow}З_{ЗАМ}$, вызванное компенсацией пиковым энергоблоком недоотпуска потребителям электроэнергии в часы пиковых нагрузок. При переменном режиме проектируемого энергоблока в часы провала электрической нагрузки для одного и того же отпуска электроэнергии нагрузка на клеммах генератора может быть выше (за счет увеличения электроэнергии собственных нужд при наработке, например, химической энергии и т.п.), чем при его частичной нагрузке, соответствующей графику отпуска электроэнергии. Это приводит к экономии (перерасходу) в энергосистеме. При работе в таком режиме энергоблок вытесняет аккумулирующие электростанции, предназначенные для сглаживания неравномерности графика электрических нагрузок, что приводит к экономии капиталовложений. И в приведенных затратах учитывается их приращение $\delta_{\downarrow}З_{ЗАМ}$, вызванное компенсацией при выравнивании неравномерности графика электрических нагрузок аккумулирующими электростанциями.

Если варианты отличаются отпуском не только электрической, но и тепловой энергии, то приведенные затраты должны учитывать их приращение $\delta_{Q}З_{ЗАМ}$, вызванное компенсацией замещаемой котельной недоотпуска потребителям теплоты.

При отпуске потребителям продукции (химической энергии: синтез-газа, полукокса, товарной серы и т.п.) приведение вариантов к равному энергетическому эффекту достигается учетом соответствующего замещаемого химического производства. В этом случае приведенные затраты должны учитывать их приращение $\delta_{X}З_{ЗАМ}$, вызванное компенсацией замещаемым химическим производством недоотпуска потребителям химической продукции.

2. Одним из условий приведения вариантов к равному энергетическому эффекту является обеспечение и неизменность заданной надежности энергоснабжения. Постоянство этого показателя должно выдерживаться за счет изменения мощности аварийного и ремонтного резервов и величины выработки энергии на резервных энергоблоках. Эта надежность обеспечивается и определенным техническим уровнем каждого варианта энергоблока. При этом в каждом варианте в общем случае требуются разные капиталовложения в создание аварийного и ремонтного резервов и соответствующие расходы топлива на их работу в период остановов и разгрузок энергоблока. Выработка энергии резервными установками определяется конфигурацией графика нагрузки, коэффициентом готовности энергоблока [5] к несению на-

грузки, режимными особенностями его использования. Все это учитывается в приведенных затратах величиной $З_Р$, обусловленной работой резервного оборудования (резервных энергоблоков, энергохимических производств).

3. Сопоставление вариантов, отличающихся разным количеством вредных выбросов, т.е. различной степенью загрязненности окружающей среды, должно осуществляться с учетом необходимых расходов на обеспечение предельно допустимых выбросов (ПДВ) вредных веществ. Приведение вариантов с разными расходами и видом сжигаемого топлива к одинаковым предельно допустимым выбросам вредных веществ в окружающую среду будет достигаться соответствующим учетом приведенных затрат $З_В$ в системы сокращения вредных выбросов, затрат $З_Т$, связанных с переходом на топливо с меньшим выходом вредных веществ, затрат $З_{ТР}$, обусловленных изменением высоты дымовой трубы, затрат $У_Э$ в экологическую инфраструктуру, обусловленных компенсацией ущерба от загрязнения окружающей среды в виде затрат на воспроизводство качества экосистемы (восстановление биомассы) в зоне функционирования энергоблока. Если фоновые приземные концентрации в ареале энергоблока выше ПДК, то во всех сравниваемых вариантах предусматривается одинаковое значение ПДВ. В случае, если энергоблок не может быть вписан в данный ареал при установленных ПДВ по экологическим соображениям, приведение вариантов к одинаковым предельно допустимым выбросам достигается учетом затрат $З_{УД}$ на вынос энергоблока из данного ареала и удаление от потребителей.

4. При сравнении различных вариантов энергоблоков надо учитывать затраты $З_{ИНФ}$ на создание и эксплуатацию как производственной, так и социально-бытовой инфраструктуры.

Приведенные к одному году эксплуатации затраты определяются формулой

$$З = ВЦ_Т + \sum \sigma_m К_m + З_Р + \delta З_{ДОП} + З_{ИНФ} + \Theta_{ЗП} + З_В + З_Т + З_{ТР} + \\ + У_Э - П + З_{УД} + \delta З_{ГК} + \delta_N З_{ЗАМ} + \delta_{\uparrow} З_{ЗАМ} + \delta_{\downarrow} З_{ЗАМ} + \delta_Q З_{ЗАМ} + \delta_X З_{ЗАМ}, \quad (1.1)$$

где В - годовой расход топлива энергоблоком, т/год (тыс.$м^3$/год); П - экономия (руб/год) приведенных затрат при энерготехнологическом производстве вторичных продуктов; $Ц_Т$ - стоимость топлива франко-бункер энергоблока, определяемая с учетом переработки, хранения и транспорта топлива, руб/т (руб/тыс.$м^3$); $К_m$ - капиталовложения, руб, определяемые по агрегатам энергоблока и включающие расходы на создание, монтаж, доставку оборудования на место строительства, техническое освоение, а также пропорционально отнесенные затраты

на строительство главного корпуса, подготовку территории, возведение временных зданий и сооружений, проектно-изыскательские работы, объекты подсобного назначения; $\delta З_{доп}$ - дополнительные эксплуатационные расходы на химическое сырье, материалы, реагенты, затраты на обслуживание систем сокращения вредных выбросов, руб/год; $\Theta_{зп}$ - расходы по содержанию штатного эксплуатационного и ремонтного персонала, руб/год; $\delta З_{гк}$ - затраты на перекачку (транспортировку) жидких, газообразных и твердых продуктов переработки угля (синтез-газа, полукокса, товарной серы, строительного шлака и т.п.) потребителю.

Величина относительного аннуитета, характеризующая ежегодную долю капитальных затрат и включающая ежегодный возврат капиталовложений (амортизацию) и проценты по ним, рассчитывается по выражению:

$$\sigma_m = \frac{E(1+E)^T}{(1+E)^T - 1}, \qquad (1.2)$$

где E - норма дисконта, устанавливаемая с учетом источников и структуры финансирования, требований инвесторов [2,3] и отражающая приемлемую норму (ставку, процент) доходности на вкладываемый капитал. Для ТЭС в условиях стабильной экономики E, как правило, не превышает 0,1...0,12 (10...12 %); T - расчетный период эксплуатации соответствующих агрегатов и технических систем энергоблока. Расчетный срок службы энергоблоков ТЭС обычно принимают 25...30 лет. В настоящее время для паротурбинных энергоблоков (вместе со вспомогательным оборудованием) действующая норма амортизации составляет 0,037 (3,7 %), что соответствует нормативному сроку службы в 27 лет.

Капиталовложения в формуле (1.1) определяются как

$$K_m = \overline{K}\alpha_m, \qquad (1.3)$$

где $\overline{K}$ - дисконтированные капиталовложения (приведенные к году окончания строительства), α_m - доля в капиталовложениях агрегата m. Дисконтированные капиталовложения определяются по следующему выражению:

$$\overline{K} = \sum_{t=1}^{T} K_t(1+E)^{T-t}, \qquad (1.4)$$

где T - срок строительства, определяемый такими факторами, как число, мощность и тип энергоблока, вид используемого топлива, условия строительства и т.п. В современных условиях сооружение энергоблока и ТЭС в целом может осуществляться в срок до 4...6 лет; K_t - капиталовложения t-го года строительства, руб. При дипломном проектиро-

вании распределение капиталовложений по годам строительства можно принять равномерным (т.е. $K_t = K/T$, где K - полные капиталовложения, определяемые как сумма капиталовложений по агрегатам, пп. 3.1...3.8).

Очевидно, что вариант с затратами $З_1$ эффективнее варианта с затратами $З_0$, если

$$\Delta З = З_0 - З_1 > 0. \qquad (1.5)$$

При таком подходе (для дипломного проектирования) упрощается процедура выбора наивыгоднейшего варианта на основе рядового перебора вариантов. В дипломном проектировании, по-видимому, будет достаточным в целом ряде случаев ограничиться рассмотрением двух вариантов: базового с $З_0$ и проектируемого с $З_1$. В этом случае рассматривается только переменная часть приведенных затрат $\Delta З$ по (1.5), которая учитывает только составляющие, вызвавшие изменение $З_1$ по сравнению с базовым вариантом.

Изложенная методика расчета приведенных затрат по всем рассматриваемым вариантам энергоблока исключает фактор несопоставимости вариантов. Если проанализировать выражение (1.1), то можно убедиться, что в наиболее общем случае приведенные затраты по энергоблоку полностью определяются значениями термодинамических, расходных и конструктивных параметров, параметров технологического профиля энергоблока, а также значениями внешних влияющих факторов. Такой методический подход позволяет достаточно просто определить оптимальные параметры из условия:

$$\left(\frac{\partial \Delta З}{\partial C}\right)_{\tilde{X}} = 0, \quad \left(\frac{\partial^2 \Delta З}{\partial C^2}\right)_{\tilde{X}} > 0,$$

где $\tilde{X}$ - совокупность постоянных параметров.

2. ЗАТРАТЫ НА ТОПЛИВО

Затраты на топливо [4], руб/год:

$$ВЦ_т = Ц_т\left(k_{SO_2} k_{NO_2} b_э N_г \tau_N k_г + b_Q Q_{ос}^{год} + b_{пвк} Q_{пик}^{год}\right), \qquad (2.1)$$

где $N_г$ - установленная мощность энергоблока, кВт; τ_N - число часов (как интегральная характеристика электрического графика нагрузки) использования установленной мощности, ч/год; $b_э$ - среднегодовой расчетный удельный расход топлива на отпущенную электроэнергию, кг/(кВт·ч); b_Q - среднегодовой расчетный удельный расход топлива на отпущенную теплоту, кг/(кВт·ч тепла); $b_{пвк}$ - удельный расход топли-

ва на пиковые источники теплоты, кг/(кВт·ч тепла); k_{Γ} - коэффициент готовности [5]; $Q_{\text{ос}}^{\text{год}} + Q_{\text{пик}}^{\text{год}}$ - годовой отпуск теплоты (по тепловому графику нагрузки [4]), кВт·ч тепла; k_{SO_2}, k_{NO_2} - коэффициенты, учитывающие расход топлива на функционирование природоохранных систем (в порядке оценки k_{SO_2}=1,05 - для систем сероочистки, k_{NO_2}=1,08 - для систем азоточистки).

В табл. 2.1 приведены данные [6...8] по стоимости топлива.

Таблица 2.1

Стоимость топлива франко-бункер энергоблока

Топливо	Стоимость, $/т	*
Кузнецкий каменный уголь	29,5	35,5
Томусинский каменный уголь	28	33,5
Челябинский бурый уголь	17	20
Экибастузский каменный уголь	21	25
Ирша-Бородинский бурый уголь	19	23
Назаровский бурый уголь	16	19
Березовский бурый уголь	19,5	23
Итатский бурый уголь	15	18
Черемховский каменный уголь	22	26,5
Гусинозерский бурый уголь	20	24
Райчихинский бурый уголь	15,5	18,5
Нерюнгринский каменный уголь	30,5	36,5
Мазут сернистый	176	288
Мазут высокосернистый	157	257
Уренгойский газ**	115	170

* Прогнозируемые цены в 2010 году ($/т)[8...11];

** $/тыс.м^3.

3. КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЯ

Капиталовложения в энергоблок складываются из капиталовложений в отдельные агрегаты и технические системы.

Капиталовложения в энергооборудование определены по методическим подходам [1,4,12,14] с использованием [7,13,15], заводских и проектных данных, прейскурантов цен на котлы, турбины, турбоустановки и другое оборудование и корректировки цен на современный уровень и с учетом прогнозной оценки и информации [6,8...11].

3.1. Котлоагрегат

Капиталовложения в котлоагрегат

$$К_{КА} = К^0_{КА}\left(\prod_{i=1}^{12} c_i\right)\left[\prod_{j=1}\left(\frac{x_j}{x^0_j}\right)^{n_j}\right], \qquad (3.1)$$

где c_i - коэффициенты приведения (табл. 3.1); x_j - определяющие параметры; x^0_j - базовые значения параметров (табл. 3.2); $К^0_{КА}$ - базовое значение капиталовложений ($К^0_{КА}$=6,5·10^6 \$ - для энергетических паровых котлов; $К^0_{КА}$=0,8·10^6 \$ для водогрейных котлов).

В формуле (3.1) учитываются c_i, x_j, характерные для рассматриваемого котла. Для всех других (не определяющих) коэффициентов и параметров принимаются соответственно: c_i = 1, $\left(x_j/x^0_j\right)$=1. Например, для Т-образного водогрейного котла,работающего на газе, из формулы (3.1) получим:

$$К_{КА} = 0{,}8\cdot 10^6\left(c_1 c_4 c_6 c_8\right)\left[\left(\frac{x_1}{100}\right)^{0,86}\left(\frac{130}{x_5}\right)^{0,13}\left(\frac{x_6}{270}\right)^{0,6}\left(\frac{29{,}3}{x_{10}}\right)^{0,3}\left(\frac{x_{11}}{6000}\right)^{0,2}\right].$$

Таблица 3.1

Коэффициенты в (3.1)

Влияющие факторы	Характеристика факторов	Обозначение	Значение
Топливо	Каменный уголь, Бурый уголь, Газ, мазут, ВУС	c_1	1,30 1,35 0,90
Тип котла	Прямоточный Барабанный	c_2	1,0 1,04
Вид перегрева пара	Без промперегрева С промперегревом	c_3	1,0 1,16
Профиль	Г и П - образный Т - образный	c_4	1,0 1,1
Компоновка	Однокорпусная Двухкорпусная	c_5	1,0 1,12
Регион строительства	Урал, Зап. Сибирь В. Сибирь, Д. Восток	c_6	1,05 1,15

Окончание табл. 3.1

Влияющие факторы	Характеристика факторов	Обозначение	Значение
Вид природоохранных систем	Золоочистка (з/о) З/о, серо- или азотоочистка З/о, серо- и азотоочистка	c_7	1,0 1,12 1,17
Демонтаж	После выработки срока эксплуатации	c_8	1,5
Компенсация аварий	Для КА с золоочисткой (з/о) С з/о, серо- или азотоочисткой С з/о, серо- и азотоочисткой	c_9	1,02 1,10 1,15
Тип топки	Камерная Кипящий слой	c_{10}	1,0 1,07
Технологические способы повышения технической и экологической эффективности	Ступенчатое сжигание Термоподготовка топлива Вихревые предтопки	c_{11}	1,02 1,05 1,10
Вид шлакоудаления	Твердое Жидкое	c_{12}	1,0 1,15

Таблица 3.2

Базовые параметры в (3.1)

Наименование	Параметры		Показатели степени в (3.1)	
	Обозначение	Значение	Обозначение	Значение
Производительность (по пару или сетевой воде) котла, т/ч	x_1^0	100	n_1	0,86
Давление перегретого пара, МПа	x_2^0	14	n_2	0,5
Температура перегретого пара, $^{\circ}$C	x_3^0	545	n_3	0,9
Температура пара промперегрева, $^{\circ}$C	x_4^0	545	n_4	1,3
Температура уходящих из котла газов, $^{\circ}$C	x_5^0	130	n_5	-0,13
Температура питательной воды, $^{\circ}$C	x_6^0	230	n_6	0,6
Температура сверхгорячего воздуха (в схемах ГТУ с внешним сжиганием), $^{\circ}$C	x_7^0	1000	n_7	0,24

Окончание табл. 3.2

Наименование	Параметры		Показатели степени в (3.1)	
	Обозначение	Значение	Обозначение	Значение
Температура газа, сбрасываемого в топку котла (в схемах с ГТУ, ПГУ), ^{o}C	x_8^0	500	n_8	0,3
Давление отработавших в котле газов (в схемах с кипящим слоем высокого давления), МПа	x_9^0	0,1	n_9	0,1
Теплота сгорания топлива (косвенно учитывающая также зольность и влажность топлива), МДж/кг у.т	x_{10}^0	29,3	n_{10}	-0,3
Число часов использования установленной паропроизводительности, ч/год	x_{11}^0	6000	n_{11}	0,2

3.2. Паропроводы и газопроводы

Капиталовложения в паропроводы или газопроводы (в схемах с ГТУ, ПГУ) оцениваются как

$$\text{К}_{\text{пп}} = \text{К}_{\text{пп}}^0 \prod_{j=1}^{3} \left(\frac{x_j}{x_j^0} \right)^{n_j}, \qquad (3.2)$$

где $\text{К}_{\text{пп}}^0$ - базовые капиталовложения ($\text{К}_{\text{пп}}^0$=0,6·10^6 \$); x_j - определяющие параметры (давление и температура пара или газа, установленная мощность парового или газового турбогенератора); x_j^0 - их базовые значения (x_1^0 = 14 МПа, x_2^0 = 565 ^{o}C, x_3^0 = 100·10^3 кВт); n_j - показатель степени (n_1 = 0,16, n_2 = 0,42, n_3 = 0,2).

3.3. Технические системы

Капиталовложения на тягодутьевое оборудование:

$$\text{К}_{\text{ТД}} = \text{К}_{\text{ТД}}^0 c_1 c_2 \left(\frac{\text{В}}{\text{В}^0} \right)^{0,8}, \qquad (3.3)$$

где $\text{К}_{\text{ТД}}^0$ - базовые капиталовложения ($\text{К}_{\text{ТД}}^0$ = 0,2·10^6 \$); c_1, c_2 - коэффициен-ты приведения (c_1 = 1 - при сжигании угля, c_1 = 0,6 - при сжигании газа или мазута; c_2 = 1 - для камерных топок, c_2 = 1,3 - для кипящего слоя); В - рас-ход условного топлива; В^0 - его базовое значение (В^0 = 10 т у.т/ч).

Капиталовложения в систему топливоподачи и топливоподготовки:

$$K_{\text{топ}} = K^0_{\text{топ}} \prod_{i=1}^{6} c_i \left(\frac{B}{B^0} \right)^{0,8}, \qquad (3.4)$$

где $K^0_{\text{топ}}$ - базовые капиталовложения ($K^0_{\text{топ}}=6\cdot10^6$ \$); c_i - коэффициенты приведения (табл. 3.3); B - расход условного топлива ($B^0=10$ т у.т/ч).

Таблица 3.3

Коэффициенты в (3.4)

Влияющие факторы	Характеристика факторов	Обозначение	Значение
Вид системы топливоподготовки	С прямым вдуванием С промбункером С приготовлением дробленки (для КС) С приемкой ВУС	c_1	1,0 1,3 0,7 1,3
Вид топлива	Уголь Газ Мазут или ВУС	c_2	1,0 0,3 0,5
Вид пуско-резервного топлива	Мазут Газ	c_3	1,10 1,05
Тип системы подачи топлива	С ПНК С ПВК С подачей дробленки (для КС) С ВУС	c_4	1,0 0,9 1,1 1,2
Степень топливного комбинирования	Система с одним основным видом топлива С двумя основными видами топлива	c_5	1,0 1,2
Регион строительства	Урал, Зап. Сибирь В. Сибирь, Д. Восток	c_6	1,05 1,15

Капиталовложения в систему газоотвода (в дымовую трубу и газоходы):

$$K_{\text{ДТ}} = K^0_{\text{ДТ}} c \left(\frac{h_{\text{ДТ}}}{h^0_{\text{ДТ}}} \right)^{2,3}, \qquad (3.5)$$

где $K^0_{\text{ДТ}}$ - базовые капиталовложения ($K^0_{\text{ДТ}}= 0,9\cdot10^6$ \$); c - коэффициент приведения (c = 1 - для одноствольной железобетонной трубы, c = 1,3 - для многоствольной трубы, c = 0,5 - для встроенной в градирню); $h_{\text{ДТ}}$ - высота дымовой трубы ($h^0_{\text{ДТ}}$= 100 м).

Капиталовложения в систему золошлакоудаления (включая золоотвал):

$$K_{зш} = K^0_{зш} c \left(\frac{B}{B^0}\right)^{0,8} \left(\frac{A^p}{A^{p0}}\right)^{0,3}, \qquad (3,6)$$

где $K^0_{зш}$ - базовые капиталовложения ($K^0_{зш}$= 0,3·10^6 \$); c - коэффициент приведения (c= 1 - для гидросистемы с багерными насосами, c = 1,2 - для пневмосистемы со складом товарных золошлаков); B - расход условного топлива (B^0 = 10 т у.т/ч); A^P - зольность по рабочей массе (A^{P0}=10 %).

3.4. Паровые и газовые турбоагрегаты

Капиталовложения в паровой турбогенератор:

$$K_{ПТ} = K^0_{ПТ} c_1 c_2 c_3 \prod_{j=1}^{7} \left(\frac{x_j}{x_j^0}\right)^{n_j}, \qquad (3.7)$$

где $K^0_{ПТ}$ - базовые значения ($K^0_{ПТ}$= 6 ·10^6 \$); c_1, c_2, c_3 - коэффициенты приведения (табл. 3.4); x_j - определяющие параметры; x_j^0 - их базовые значения (табл. 3.5).

Таблица 3.4

Коэффициенты в (3.7)

Влияющие факторы	Характеристика факторов	Обозначение	Значение
Тип турбоагрегата	К - турбина Т - турбина ПТ - турбина Р - турбина	c_1	1,0 1,3 1,4 0,6
Регион строительства	Урал Зап. Сибирь Вост. Сибирь Д. Восток	c_2	1,0 1,15 1,25 1,35
Демонтаж и компенсация аварий	Демонтаж после выработки срока эксплуатации	c_3	1,2

Таблица 3.5

Определяющие параметры в (3.7)

Наименование	Параметры		Показатели степени	
	Обозначение	Значение	Обозначение	Значение
Установленная мощность турбоагрегата, кВт	x_1^0	$30 \cdot 10^3$	n_1	0,8
Начальное давление пара, МПа	x_2^0	14	n_2	0,2
Начальная температура пара, $^{\circ}C$	x_3^0	545	n_3	1,0
Температура промперегрева, $^{\circ}C$	x_4^0	545	n_4	1,3
Количество ЦНД	x_5^0	1	n_5	0,2
Количество ЦВСД	x_6^0	1	n_6	0,3
Число часов использования установленной мощности, ч/год	x_7^0	6000	n_7	0,2

Капиталовложения в газовый турбоагрегат:

$$K_{ГТ} = K_{ГТ}^0 c_1 c_2 c_3 \prod_{j=1}^{4} \left(\frac{x_j}{x_j^0} \right)^{n_j}, \qquad (3.8)$$

где $K_{ГТ}^0$ - базовые капиталовложения ($K_{ГТ}^0 = 3{,}5 \cdot 10^6$ \$); c_1, c_2, c_3 - коэффициенты приведения (табл. 3.6); x_j - определяющие параметры; x_j^0 - их базовые значения (табл. 3.7).

Таблица 3.6

Коэффициенты в (3.8)

Влияющие факторы	Характеристика факторов	Обозначение	Значение
Вид технологического профиля	Одновальная ГТУ		1,0
	ГТУ с разрезным валом и промежуточным сгоранием		1,2
	ГТУ с эксгаустером и промохлаждением		1,2
	ГТУ с промохлаждением воздуха в компрессоре	c_1	1,2

Влияющие факторы	Характеристика факторов	Обозначение	Значение
	ГТУ с комбинированным внешним и внутренним сгоранием ГТУ с высокотемпературными охлаждаемыми лопатками		1,1 1,3
Регион строительства	Урал Зап. Сибирь Вост. Сибирь Д. Восток	c_2	1,0 1,15 1,25 1,35
Демонтаж и компенсация аварий	Демонтаж после выработки срока эксплуатации	c_3	1,2

Таблица 3.7

Определяющие параметры в (3.8)

Наименование	Параметры		Показатели степени	
	Обозначение	Значение	Обозначение	Значение
Установленная мощность турбогенератора, кВт	x_1^0	$30 \cdot 10^3$	n_1	0,75
Температура газа перед газовой турбиной, °С	x_2^0	1000	n_2	1,3
Давление газа перед газовой турбиной, МПа	x_3^0	0,1	n_3	0,05
Число часов использования установленной мощности, ч/год	x_4^0	6000	n_4	0,20

3.5. Электрогенератор и электрооборудование

Капиталовложения в электрогенератор со вспомогательным оборудованием, автоматику и КИП при установке ПВМ, повышающие трансформаторы и трансформаторы собственных нужд, главное распредустройство, связь с энергосистемой

$$\text{К}_{\text{эл}} = \text{К}_{\text{эл}}^0 c \left(\frac{N_\Gamma}{N_\Gamma^0}\right)^{0,9} \left(\frac{N_{\text{СН}}}{N_{\text{СН}}^0}\right)^{0,2} \left(\frac{\tau_N}{\tau_N^0}\right)^{0,2}, \quad (3.9)$$

где $К^0_{эл}$ - базовые капиталовложения ($К^0_{эл}$= 4,5 ·10^6 $); c - коэффициент приведения (c =1,05 - для Урала и Зап. Сибири; c =1,15 - для Вост. Сибири и Дальнего Востока); $N_Г$ - установленная мощность электрогенератора; $N^0_Г$ - ее базовое значение ($N^0_Г$=100·10^3 кВт); $N_{СН}$ - электрические собственные нужды; $N^0_{СН}$ - их базовое значение ($N^0_{СН}$= 5 %); τ_N - число часов использования установленной мощности; τ^0_N - базовое значение (τ^0_N = 6000 ч/год).

3.6. Низкопотенциальная группа энергоблока

Капиталовложения в конденсатор, систему технического водоснабжения и систему регенерации (подогреватели, трубопроводы тракта питательной воды, насосы)

$$К_{НПГ} = К^0_{НПГ} c_1 c_2 \prod_{j=1}^{6} \left(\frac{x_j}{x^0_j} \right)^{n_j}, \qquad (3.10)$$

где $К^0_{НПГ}$ - базовые капиталовложения ($К^0_{НПГ}$= 4,1·10^6 $); c_1, c_2 - коэффициенты приведения (c_1 =1,0 - при использовании в системе регенерации ПЭН, c_1 =1,15 - при турбоприводе питательного насоса; c_2 = 1,0 - для системы технического водоснабжения с прудом-охладителем; c_2 = 1,35 - с сухой градирней; c_2 = 1,5 - с сухой вентиляторной градирней; x_j - определяющие параметры; x^0_j - их базовые значения (табл. 3.8).

Таблица 3.8

Базовые параметры в (3.10)

Наименование	Параметры		Показатели степени в формуле (3.10)	
	Обозначение	Значение	Обозначение	Значение
Температура питательной воды, °С	x^0_1	230	n_1	0,6
Расход питательной воды, т/ч	x^0_2	100	n_2	0,86
Давление питательной воды, МПа	x^0_3	17	n_3	0,5
Кратность циркуляции	x^0_4	50	n_4	0,15
Температура конденсации пара, °С	x^0_5	35	n_5	-0,2
Число часов использования установленной мощности, ч/год	x^0_6	6000	n_6	0,2

3.7. Реакторы газификации

Капиталовложения в реактор:

$$K_R = K_R^0 \left(\prod_{i=1}^{7} c_i \right) \left[\prod_{j=1}^{6} \left(\frac{x_j}{x_j^0} \right)^{n_j} \right], \qquad (3.11)$$

где K_R^0 - базовые капиталовложения (K_R^0 = 2,8·10^6 $); c_i - коэффициенты приведения (табл. 3.9); x_j - определяющие параметры; x_j^0 - их базовые значения (табл. 3.10).

Таблица 3.9

Коэффициенты в (3.11)

Влияющие факторы	Характеристика факторов	Обозначение	Значение
Топливо	Каменный уголь Бурый уголь ВУС	c_1	1,30 1,35 0,90
Дутье	Воздушное Паровое Паровоздушное Кислородное Парокислородное	c_2	1,0 1,20 1,15 1,30 1,25
Регион строительства	Урал, Зап. Сибирь Вост. Сибирь, Д. Восток	c_3	1,05 1,15
Вид природоохранных систем	Золоочистка (з/о) З/о, серо- или азотоочистка З/о, серо- и азотоочистка	c_4	1,0 1,05 1,1
Демонтаж и компенсация аварий	Демонтаж после выработки срока эксплуатации	c_5	1,3
Тип реактора	С неподвижным слоем Прямоточный (с камерной реакционной зоной) С кипящим слоем	c_6	0,9 1,0 1,1
Вид шлакоудаления	Твердое Жидкое	c_7	1,0 1,2

Таблица 3.10

Базовые параметры в (3.11)

Наименование	Параметры		Показатели степени в формуле (3.11)	
	Обозначение	Значение	Обозначение	Значение
Расход условного топлива, т/ч	x_1^0	10	n_1	0,8
Температура реакции, °С	x_2^0	1000	n_2	0,9
Давление в реакционной зоне, МПа	x_3^0	0,1	n_3	0,1
Число часов использования установленной мощности, ч/год	x_4^0	6000	n_4	0,2

3.8. Сетевая установка

Капиталовложения в сетевую установку (сетевые подогреватели, трубопроводы сетевой воды, сетевые насосы, магистральные трубопроводы):

$$K_{СУ} = K_{СУ}^0 \left(\prod_{i=1}^{4} c_i \right) \left[\prod_{j=1}^{8} \left(\frac{x_j}{x_j^0} \right)^{n_j} \right], \qquad (3.12)$$

где $K_{СУ}^0$ - базовые капиталовложения ($K_{СУ}^0$=1,1·10^6 \$); c_i - коэффициенты приведения (табл. 3.11); x_j - определяющие параметры; x_j^0 - их базовые значения (табл. 3.12).

Таблица 3.11

Коэффициенты в (3.12)

Влияющие факторы	Характеристика факторов	Обозначение	Значение
Регион строительства	Урал, Зап. Сибирь Вост. Сибирь, Д. Восток	c_1	1,05 1,15
Демонтаж, компенсация аварий	Демонтаж после выработки ресурса	c_2	1,3
Вид сетевой установки	С одним подогревателем С двумя подогревателями С подключением РОУ	c_3	1,0 1,2 1,05
Тип сетевой установки	Блочная (на каждый турбогенератор) Не блочная (с параллельными связями, укрупненная из расчета на всю ТЭЦ)	c_4	1,0 1,2

Таблица 3.12

Базовые параметры в (3.12)

Наименование	Параметры		Показатели степени в формуле (3.12)	
	Обозначение	Значение	Обозначение	Значение
Температурный напор (по температурному графику), $^{\circ}C$	x_1^0	50	n_1	0,35
Температура греющего теплоносителя, $^{\circ}C$	x_2^0	100	n_2	0,15
Среднегодовая (по теплофикационному графику) теплофикационная нагрузка, кВт	x_3^0	$50 \cdot 10^3$	n_3	0,78
Мощность сетевых насосов, кВт	x_4^0	500	n_4	0,2
Расход сетевой воды, т/ч	x_5^0	1000	n_5	0,38
Протяженность магистральных трубопроводов, км	x_6^0	10	n_6	1,2
Диаметр магистральных трубопроводов, м	x_7^0	0,5	n_7	0,3
Число часов отопительного периода (по тепловому графику нагрузки), ч/год	x_8^0	5000	n_8	0,8

В выражении (3.12) можно использовать следующие оценки определяющих параметров:

- среднегодовая теплофикационная нагрузка, кВт:

$$x_3 = Q_{\mathrm{T}}^{\mathrm{H}}(\alpha + \beta\alpha_{\mathrm{T}}^{-1});$$

- расход сетевой воды, т/ч:

$$x_5 = x_3 x_1^{-1} c_{\mathrm{P}}^{\mathrm{B}} \cdot 3{,}6;$$

- протяженность магистральных трубопроводов, км:

$$x_6 = 5...20;$$

- диаметр магистральных трубопроводов, м:

$$x_7 = \gamma\left(\frac{x_5}{3{,}6}\right)^{0{,}38}\left(x_6 10^3\right)^{0{,}19}\left(1 + 0{,}019\sqrt{\frac{x_5}{3{,}6}}\right)^{0{,}19}.$$

В этих выражениях: $Q_{\text{Т}}^{\text{Н}}$ - номинальная нагрузка Т - отборов турбины, кВт; $\alpha_{\text{Т}}$ - коэффициент теплофикации; коэффициенты α = 0,63; β = 0,073 являются некоторыми косвенными показателями базовой части теплового графика нагрузки; $c_{\text{Р}}^{\text{В}}$ - изобарная теплоемкость воды, кДж/(кг·К); коэффициент γ = 0,012.

4. ЗАТРАТЫ

4.1. Эксплуатационный и ремонтный персонал

Расходы по содержанию штатного эксплуатационного и ремонтного персонала с учетом затрат в социальную инфраструктуру:

$$\Theta_{\text{зп}} = c\psi_{\text{шт}}\text{В}\Phi, \qquad (4.1)$$

где $\psi_{\text{шт}}$ - штатный коэффициент ($\psi_{\text{шт}}$ = 1,5 чел/(т/ч) - для энергоблоков традиционного технологического профиля; $\psi_{\text{шт}}$ = 1,8 чел/(т/ч) - для энергоблоков с системами газоочистки; $\psi_{\text{шт}}$ = 2 чел/(т/ч) - для энергоблоков с системами газификации); В - расход условного топлива, т у.т/ч; Ф - среднегодовое содержание персонала (зарплата с начислениями и затраты в социальную инфраструктуру, Ф =15 $\cdot 10^3$ \$/(чел·год); c - коэффициент приведения (c = 1,0 - для Урала и Зап. Сибири, c = 1,15 - для Вост. Сибири и Д. Востока).

4.2. Системы газоочистки и газификации

Дополнительные эксплуатационные расходы (химическое сырье, реагенты, материалы и т.п.):

$$\delta\text{З}_{\text{доп}} = \text{З}_{\text{доп}}^{0}\, c_1 c_2 \left(\frac{\text{В}}{\text{В}^0}\right)^{0,8} \left(\frac{\tau_N}{\tau_N^0}\right)^{0,2}, \qquad (4.2)$$

где $\text{З}_{\text{доп}}^{0}$ - базовые затраты ($\text{З}_{\text{доп}}^{0}$ = 0,5 $\cdot 10^6$ \$/год); c_1, c_2 - коэффициенты приведения (табл. 4.1); В - расход условного топлива (В^0=10 т у.т/ч); τ_N - число часов использования установленной мощности агрегата (τ_N^0=6000 ч/год).

4.3. Экологическая инфраструктура

Затраты в экологическую инфраструктуру (на ее восстановление и развитие в ареале функционирования ТЭС):

$$У_Э = \left(\prod_{i=1}^{5} c_i\right)\left(\frac{h_{ТР}}{h_{ТР}^0}\right)^{-1,15}\left(\frac{\tau_N}{\tau_N^0}\right)^{0,2}\sum_{j=1}^{5}\left[М_j\left(1-\eta_j\right)\lambda_j \tau_N k_Г\right], \qquad (4.3)$$

где c_i - коэффициент приведения (табл.4.2); $h_{ТР}$ - высота дымовой трубы ($h_{ТР}^0$=100 м); τ_N - число часов использования установленной мощности энергоблока (τ_N^0=6000 ч/год); $М_j$ - количество генерируемых вредных веществ (табл. 4.3); η_j - КПД систем очистки; λ_j - удельные затраты (табл. 4.3); $k_Г$ - коэффициент готовности.

Таблица 4.1

Коэффициенты в (4.2)

Влияющие факторы	Характеристика факторов	Обозначение	Значение
Технологический профиль	Системы золоочистки (з/о) З/о и серо- или азотоочистка З/о, серо- и азотоочистка Кипящий слой Газификация	c_1	1,0 1,12 1,15 1,20 1,07
Вид системы отпуска товарного продукта	Гранулирование золошлаков Производство товарной серы Газификация с отпуском синтез-газа Товарный полукокс Отпуск необработанных золошлаков	c_2	1,05 1,05 1,1 1,05 1,0

Таблица 4.2

Коэффициенты в (4.3)

Влияющие факторы	Характеристика факторов	Обозначение	Значение
Зольность топлива	A^P<10 % 10 %≤A^P≤20 % A^P>20 %	c_1	1,0 1,05 1,10
Тип системы газоочистки	Золоочистка (з/о) З/о, серо- или азотоочистка З/о, серо- и азотоочистка	c_2	1,0 1,12 1,15

Окончание табл. 4.2

Влияющие факторы	Характеристика факторов	Обозначение	Значение
Отпуск вторичных товарных продуктов	Отпуск золошлаков (з/ш) или товарной серы Отпуск золошлаков и серы	c_3	0,95 0,9
Очистка сточных вод	С очисткой Без очистки	c_4	1,0 1,1
Регион функционирования	Урал, Зап. Сибирь Вост. Сибирь, Д. Восток	c_5	1,0 1,15

Таблица 4.3

Базовые параметры в (4.3)

Наименование	Обозначение параметра	Удельные затраты	
		Обозначение	Значение, $/кг
Окислы азота, кг/ч	M_1	λ_1	18
Окислы серы, кг/ч	M_2	λ_2	5
Зола, кг/ч	M_3	λ_3	2
Дымовые газы, кг/ч	M_4	λ_4	$2\cdot10^{-3}$
Водяные пары, кг/ч	M_5	λ_5	$0,5\cdot10^{-3}$

В выражении (4.3) можно использовать следующие оценки некоторых определяющих параметров:

- количество дымовых газов, отводимых в атмосферу через дымовую трубу (определяющих тепловое и парниковое воздействие на атмосферу), кг/ч: $M_4 = \gamma V_Г^0 B \cdot 3600$;

- количество водяных паров при функционировании испарительных градирен и прудов-охладителей (обусловливающих туманообразование и образование аэрозолей кислот при выносе газовых шлейфов в зону тумана) $M_5 = \beta \cdot 3600 D_К$.

В этих выражениях: γ, β - коэффициенты приведения (γ = 1,9 - при работе на твердом топливе; γ = 1,4 - при работе на газе; β = 1,1 - для испарительных градирен; β = 1,3 для прудов-охладителей); $V_Г^0$ - теоретический объем продуктов сгорания, м^3/кг (м^3/м^3); В - расход условного топлива, кг у.т/с; $D_К$ - расход пара в конденсатор, кг/с.

4.4. Энерготехнологическое производство вторичной товарной продукции

Экономия приведенных затрат при энерготехнологическом производстве вторичных товарных продуктов (синтез-газа, золошлаков, полукокса, серы и др.)

$$\text{П} = \sum_j \lambda_j \text{М}_j \tau_N k_\text{Г}\,, \qquad (4.4)$$

где λ_j - удельные затраты в замещаемое производство (λ_1=0,06 \$/нм^3 синтез-газа; λ_2 = 0,03 \$/кг полукокса; λ_3 = 0,001 \$/кг золошлаков; λ_4 = 10 \$/кг товарной серы); М_j - количество товарного продукта для реализации, кг/ч (нм^3/ч); τ_N - число часов использования установленной мощности, ч/год; $k_\text{Г}$ - коэффициент готовности.

4.5. Удаление ТЭС от потребителей

Затраты, обусловленные удалением от потребителей ТЭС (энергоблока) в ареал с обеспеченными ПДК:

$$\text{З}_\text{УД} = \left(\lambda_\text{ЭС} + \lambda_\text{Т}\frac{Q_\text{Т}}{N}\right) C N \cdot h_\text{ТР} \sqrt{\frac{3 + C^\text{Ф}_{NO_x} + C^\text{Ф}_{SO_2} + C^\text{Ф}_\text{А}}{3 - (C^\text{Ф}_{NO_x} + C^\text{Ф}_{SO_2} + C^\text{Ф}_\text{А})}}\,, \qquad (4.5)$$

где $\lambda_\text{ЭС}$, $\lambda_\text{Т}$ - удельные затраты в линию электропередачи и транспортные тепловые сети ($\lambda_\text{ЭС}$ = 5 $\cdot 10^5$ \$/(МВт·км·год), $\lambda_\text{Т}$ = 30 $\cdot 10^5$ \$/(МВт·км·год); С - коэффициент приведения (С = 6 $\cdot 10^{-8}$); $Q_\text{Т}$, N - теплота и электроэнергия, получаемые потребителями, кВт; $h_\text{ТР}$ - высота дымовой трубы, м; $C^\text{Ф}$ - фоновые концентрации (в долях от ПДК) в ареале функционирования.

4.6. Резервные энергоблоки

Затраты в резервные энергоблоки:

$$\text{З}_\text{Р} = \text{Ц}_\text{Т} \cdot 10^{-3} b_\text{Р} N_\text{Г} \tau_N \left(1 - k_\text{Г}\right) + \sigma \text{К}^0_\text{Р} c_1 c_2 c_3 N_\text{Р}\,, \qquad (4.6)$$

где $\text{Ц}_\text{Т}$ - стоимость топлива (табл. 2.1); $b_\text{Р}$ - удельный расход топлива на резервном энергоблоке (в порядке оценки b_P = 0,36...0,40 кг у.т/кВт·ч); $N_\text{Г}$ - установленная мощность проектируемого энергоблока, кВт; τ_N - число часов использования установленной мощности, ч/год; $k_\text{Г}$ - коэффициент готовности энергоблока [5]; σ - отчисления от капиталовложе-

ний, см. формулу (1.1); K_P^0 - удельные капиталовложения в резервные энергоблоки (K_P^0=1000 $/кВт - для паротурбинных энергоблоков, K_P^0 = 400 $/кВт - для ГТУ, K_P^0 = 3500 $/кВт - для гидроэнергоблоков); c - коэффициенты приведения, учитывающие район функционирования (c_1 = 1,05 - для Урала, Зап. Сибири, c_1 = 1,15 - для Вост. Сибири, Д. Востока), вид резервного топлива (c_2 = 0,9 - на газе, c_2 = 1,3 - на каменном угле, c_2 = 1,35 - на буром угле), демонтаж резерва и компенсацию аварий (c_3 = 1,5 - для ГТУ и паротурбинных энергоблоков, c_3 = 2,5 - для гидроэнергоблоков); N_P - резервная мощность, кВт (определяемая по методике [5]).

5. ПЕРЕМЕННАЯ ЧАСТЬ ПРИВЕДЕННЫХ ЗАТРАТ

В формуле (1.1) составляющие типа $\delta З_i$ определяются режимами энерготехнологического функционирования энергоблока [1].

В наиболее простом случае (при разработке предпроектных решений), когда в сравниваемых вариантах отпуск потребителям электро- и теплоэнергии одинаков, переменная часть приведенных затрат с достаточной точностью может быть оценена как

$$З = ВЦ_Т + \sum_{m=1}^{8} \sigma_m K_m + З_Р + \delta З_{ДОП} + \Theta_{ЗП} + У_Э - П + З_{УД}, \qquad (5.1)$$

где обозначения параметров приведены в (1.1), а их определение рассмотрено в разделах 3 и 4.

6. ПРИМЕР РАСЧЕТА

В качестве примера использования положений методического подхода предлагается оценка технико-экономической эффективности от проведения модернизации котлоагрегата ТПЕ-214А при переводе его на ступенчатое сжигание*.

Оценку экономической эффективности модернизации произведем на основании сравнения приведенных затрат до и после модернизации. Рассмотрим только ту часть переменных затрат, которая учитывает составляющие, влияющие на изменение предлагаемого варианта по отношению к исходному.

К таким затратам относятся затраты на проведение модернизации и затраты в экологическую инфраструктуру.

---

* Расчеты выполнил Черников С.А.

6.1. Опредение затрат на модернизацию

В соответствии с нормативно-технической документацией затраты на металл и монтаж горелочных устройств составляют примерно 2 % от всей стоимости котлоагрегата. Так как в предлагаемом варианте горелочные устройства установлены, то затраты на реконструкцию этих же горелочных устройств, разводку экранов, установку сопел третичного дутья и прокладку новых воздуховодов в условиях существующей компоновки оценим в 1 % от приведенных капиталовложений в котлоагрегат.

Приведенные капиталовложения в котлоагрегат:

$$K_{KA} = K^0_{KA}\left(\prod_{i=1}^{12} c_i\right)\left[\prod_{j=1}^{11}\left(\frac{x_j}{x_j^0}\right)^{n_j}\right], \qquad (6.1)$$

где c_i - коэффициенты приведения (в соответствии с положениями методического подхода); x_j - определяющие параметры; x_j^0 - базовые значения параметров (в соответствии с положениями методического подхода); K^0_{KA} - базовое значение капиталовложений ($K^0_K = 6.5\cdot10^6$ \$).

$$K^0_{KA} = 6.5\cdot10^6\cdot1.3\cdot1.04\cdot1.16\cdot1.0\cdot1.0\cdot1.05\cdot1.0\cdot1.5\cdot1.02\cdot1.0\cdot1.02\cdot1.0\times$$

$$\times\left(\frac{670}{100}\right)^{0.86}\left(\frac{14}{14}\right)^{0.5}\left(\frac{545}{545}\right)^{0.9}\left(\frac{545}{545}\right)^{1.3}\left(\frac{126}{130}\right)^{-0.13}\left(\frac{244}{230}\right)^{0.6}\left(\frac{22.78}{29.3}\right)^{-0.3}\left(\frac{6000}{6000}\right)^{0.2} =$$

$$= 96.167\ \$.$$

Отсюда затраты на модернизацию:

$$З_М = 0.01\cdot K_{KA},\ \$, \qquad (6.2)$$

$$З_М = 0.01\cdot96.167\cdot10^6 = 0.96\cdot10^6\ \$.$$

Или в соответствии с курсом валют по ММВБ на декабрь 1998 г. (1\$ = 6 руб.):

$$З_М = 5.77\cdot10^6\ руб.$$

6.2. Определение затрат в экологическую инфраструктуру

Из слагаемых затрат в экологическую инфраструктуру рассмотрим только те, которые связаны с выбросами оксидов азота, так как слагаемые, зависящие от выбросов серы и золы, не зависят от рассматриваемых вариантов.

Затраты в экологическую инфраструктуру до модернизации:

$$З_Э^I = \left(\prod c_i\right)\left(\frac{h_{ТР}}{h_{ТР}^0}\right)^{-1.15}\left(\frac{\tau_N}{\tau_N^0}\right)^{0.2} M_{NO_x}^I \lambda_{NO_x}, \qquad (6.3)$$

где c_i – коэффициенты приведения (в соответствии с положениями методического подхода); $h_{тр}$ – высота дымовой трубы ТЭЦ-5 ($h_{тр}$ = 260 м); $h^0_{тр}$ – базовое значение высоты дымовой трубы ($h^0_{тр}$ = 100 м); τ_N - число часов использования установленной мощности; τ^0_N - базовое число часов использования установленной мощности; $M_{NO_x}^I$ - годовой выброс оксидов азота до модернизации, кг/год; λ_{NO_x} - базовый норматив платы за выбросы оксидов азота (18 $/кг)

$$З_Э^I = 1.05\cdot1.0\cdot1.0\cdot1.0\cdot1.0\left(\frac{260}{100}\right)^{-1.15}\left(\frac{6000}{6000}\right)^{0.2}3499306\cdot18 = 22.04\cdot10^6 \ \$.$$

Или в соответствии с указанным курсом валют $З_Э^I = 132.24\cdot10^6$ руб.

Затраты в экологическую инфраструктуру после модернизации определяются аналогично:

$$З_Э^{II} = \left(\prod c_i\right)\left(\frac{h_{ТР}}{h_{ТР}^0}\right)^{-1.15}\left(\frac{\tau_N}{\tau_N^0}\right)^{0.2} M_{NO_x}^{II} \lambda_{NO_x}, \qquad (6.4)$$

где $M_{NO_x}^{II}$ - годовой выброс оксидов азота после модернизации, кг/год.

$$З_Э^{II} = 1.05\cdot1.0\cdot1.0\cdot1.0\cdot1.0\left(\frac{260}{100}\right)^{-1.15}\left(\frac{6000}{6000}\right)^{0.2}1468808\cdot18 = 9.25\cdot10^6 \ \$.$$

Или в соответствии с указанным курсом валют $З_Э^{II} = 132.24\cdot10^6$ руб.

6.3. Эффект модернизации

Модернизация считается экономически эффективной, если разность затрат до и после модернизации будет положительной, т.е.:

$$\Delta З = З^I - З^{II} > 0. \qquad (6.5)$$

$$З^I = З_Э^I = 132.24\cdot10^6 \text{руб.}$$

$$З^{II} = З_Э^{II} + З_М = 55.5\cdot10^6 + 5.77\cdot10^6 = 61.27\cdot10^6 \text{руб.}$$

$$\Delta З = 132.24\cdot10^6 - 61.27\cdot10^6 = 70.97\cdot10^6 \text{ руб.}$$

Из расчетов видно, что экономический эффект от проведения модернизации составит экономию в 70,97 млн.руб. в год.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Рассмотрены методические подходы к выбору наивыгоднейшего варианта энергоблока на стадии предпроектных решений и с учетом новых экономических отношений.

Применение дифференциального метода к переменной части приведенных затрат как к функции цели позволяет оценить оптимальные параметры профиля энергоблока с новыми экологически перспективными технологиями, с учетом энерготехнологических режимных факторов, особенностей условий функционирования в энергосистеме и экологической инфраструктуре.

ЛИТЕРАТУРА

1. Ноздренко Г.В. Эффективность применения в энергетике КАТЭКа экологически перспективных энерготехнологических блоков электростанций с новыми технологиями использования угля / НЭТИ. - Новосибирск, 1992. - 261 с.
2. Ларионов В.С. Технико-экономические расчеты и обоснования в электроэнергетике. - Новосибирск: Изд-во НГТУ, 1996. - 30 с.
3. Карпович А.И., Терещенко О.В., Бык Ф.Л. Оценка эффективности инвестиционных проектов. - Новосибирск: Изд-во НГТУ, 1996. - 31 с.;
4. Ноздренко Г.В., Гурджиянц В.М., Овчинников Ю.В., Шаров Ю.И. Расчеты тепловых схем ТЭС / НЭТИ. - Новосибирск, 1991. - 62 с.
5. Ноздренко Г.В., Зыков В.В. Надежность теплоэнергооборудования ТЭС. - Новосибирск: Изд-во НГТУ, 1996. - 32 с.
6. Ноздренко Г.В., Зыков В.В. Экологически перспективные блоки электростанций. - Новосибирск: Изд-во НГТУ, 1996. - 85 с.
7. Вольфберг Д.Б. О перспективах расширения использования угля на электростанциях капиталистических стран // Теплоэнергетика. - 1980. - № 1. - С. 69-72.
8. Вольфберг Д.Б. Основные тенденции в развитии энергетики мира // Теплоэнергетика. - 1995. - № 9. - С. 5-12.
9. Ольховский Г.Г. Энергетические ГТУ за рубежом // Теплоэнергетика. - 1992. - № 9. - С. 70-74.
10. Перспективы применения газовых турбин в энергетике // Теплоэнергетика. - 1992. - № 9. - С. 2-9.
11. Ольховский Г.Г. Разработка перспективных ГТУ в США // Теплоэнергетика. - 1994. - № 9 - С. 1-69.
12. Уланов Н.Г., Моисеева Л.Н., Пешковский А.О., Голованов О.Л. Прогнозирование массостоимостных показателей паровых турбин на предпроектных исследованиях и ранних стадиях проектирования // Энергомашиностроение. - 1980. - № 3. - С. 36-38.

13. Парогазовые установки с внутрицикловой газификацией топлива и экологические проблемы энергетики / В.М. Масленников, Ю.А. Выскубенко, В.Я.Штеренбенрг и др.; Под ред. С.А. Христиановича. - М., 1983. - 264 с.

14. Шифрин И.В. методы определения стоимости проектируемого паротурбинного оборудования // Тр. ЦКТИ. - 1967. - 24 с.; 1968. - Вып. 83. - С. 32-41.

15. Технико-экономические основы выбора параметров конденсационных электрических станций / С.Я. Белинский, В.Я. Гиршфельд, А.М. Князев; Под ред. Л.С. Стремана. - М., 1970. - 280 с.

Валерий Семенович Ларионов,
Геннадий Васильевич Ноздренко,
Павел Александрович Щинников,
Владимир Васильевич Зыков

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ЭНЕРГОБЛОКОВ ТЭС

Учебное пособие

Редактор *И.Л. Кескевич*
Технический редактор *Г. Е. Телятникова*

Лицензия № 021040 от 22.02.96. Подписано в печать 30.04.98.
Формат 60×84 1/16. Бумага офсетная. Тираж 100 экз. Уч. - изд. л. 1,9.
Печ. л. 2,0. Изд. № 825. Заказ № 277. Цена договорная.

Отпечатано в типографии
Новосибирского государственного технического университета
630092, г. Новосибирск, пр. К. Маркса, 20.